

Abstract of **DE19534404**

The method involves a computer working model of the wind power installation, provided with the theoretical values of speed and rotational acceleration of the vanes as a function with time of their rotation around the axis of rotation. The model values are compared with the actual operational values. The model can describe the rotational oscillation of the installation and the irregular movement of the vanes, due to their movement about an axis of rotation in an inhomogeneous wind field. It establishes the excitation variables of the oscillatory system and consequently superimposes a characteristic spectrum of oscillatory forms on the oscillatory system.

---

Data supplied from the **esp@cenet** database - Worldwide



①9 BUNDESREPUBLIK  
DEUTSCHLAND



DEUTSCHES  
PATENTAMT

⑫ **Offenlegungsschrift**  
⑩ **DE 195 34 404 A 1**

⑤1 Int. Cl.<sup>6</sup>:  
**F 03 D 7/00**  
F 03 D 11/00  
G 01 P 3/44  
G 01 P 15/00

⑳ Aktenzeichen: 195 34 404.9  
㉑ Anmeldetag: 16. 9. 95  
㉒ Offenlegungstag: 20. 3. 97

DE 195 34 404 A 1

⑦1 Anmelder:  
Energie-Umwelt-Beratung e.V. -Institut-, 18239  
Hohen Luckow, DE

⑦2 Erfinder:  
Busse, Wolfgang, 17389 Anklam, DE; Günther,  
Eggert, 18055 Rostock, DE; Moeck, Eckard, 18059  
Rostock, DE

⑤4 Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage

⑤7 Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage gekennzeichnet dadurch, daß ein in einem Rechner arbeitendes Modell der Windkraftanlage die theoretischen Werte für Drehzahl und Drehbeschleunigung der Flügel als Zeitfunktion ihres Umlaufes um die Drehachse liefert und daß diese mit den entsprechenden Meßwerten der Windkraftanlage im Betrieb verglichen werden. Die erfindungsgemäße Lösung der Aufgabe besteht in der Verwendung eines mathematischen Drehschwingungsmodells des rotierenden Systems der Windkraftanlage, dessen charakteristische Schwingungsformen berechnet und mit dem Drehschwingungsverhalten des realen Systems verglichen werden. Ein weiterer Teil der erfindungsgemäßen Lösung besteht darin, daß die gemessenen Schwingungsformen rechentechnisch gespeichert und auf Änderungstrends ausgewertet werden können. Als ein wesentliches Element dieser Trendbewertung dient ein parallel mit der On-Line-Messung laufender selbstlernender Algorithmus, beispielsweise ein Neuronales Netz, der eine differenzierte Bewertung zwischen Betriebszuständen, die durch veränderte Umweltbedingungen hervorgerufen werden oder systemeigenen Störungen ermöglicht.

DE 195 34 404 A 1

## Gegenstand und Ziel der Erfindung

Gegenstand der Erfindung ist ein Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage, das es gestattet, für den sicheren Betrieb der Windkraftanlage wesentliche Betriebsmeßwerte bei laufendem Betrieb aufzunehmen und sie in einer abgesetzten Betriebsführungseinrichtung so auszuwerten, daß relevante Veränderungen des technischen Zustandes erfaßt und einer Vorausberechnung der künftigen Veränderungen zugeführt werden können.

Ziel der Erfindung ist die Schaffung eines Verfahrens, mit dem sichere Aussagen über zu erwartende Betriebsstörungen gewonnen werden können und somit die Vorausplanung rechtzeitiger Wartungsmaßnahmen in Betriebsphasen gestattet, in denen das betriebswirtschaftliche Ergebnis nur in geringem Maße beeinträchtigt wird.

## Stand der Technik

Für Windkraftanlagen sind zahlreiche Maßnahmen und Einrichtungen zur Überwachung betriebs- und sicherheitstechnisch wichtiger Bauteile bekannt, die auf der Erfassung relevanter physikalischer Größen der betreffenden Bauteile beruhen. So ist beispielsweise die Überwachung der Temperatur der Hauptlager des Rotortriebstrangs bekannt und gehört zum Stand der Technik. Mit einer Kurzzeittrendüberwachung der Lagertemperaturen lassen sich somit rechtzeitig Havariesituationen erkennen und durch Stillsetzen der Anlage das Eintreten von Havarien vermeiden. Nahezu alle Windkraftanlagen, die der Einspeisung der durch Windenergie gewonnenen Elektroenergie in das Netz dienen, sind mit Lagertemperaturüberwachungen ausgerüstet.

Nachteilig an diesem Verfahren ist die nur kurze Frist, die vom Auftreten einer unzulässigen Temperaturerhöhung bis zur erforderlichen Notabschaltung der Anlage bleibt, sie gestattet nur eine Havarienvorsorge, jedoch keine Optimierung der Betriebsführung.

Eine andere, ebenfalls bekannte und weitgehend angewandte Methode besteht in der Überwachung der Drehzahl der Windkraftanlage. Wird die Drehzahl in Beziehung zur Windgeschwindigkeit und zur abgegebenen elektrischen Leistung gesetzt, lassen sich für alle Betriebsbereiche Aussagen über eine normale, der Auslegung der Anlage gemäße Funktion beziehungsweise davon abweichende Zustände ableiten. Havariesituationen können somit rechtzeitig erkannt werden.

Nachteilig ist auch hierbei, daß sich keine Langzeitvorhersagen für eine optimierte Betriebsführung gewinnen lassen.

Bekannt sind auch Überwachungsmethoden, die Aussagen über den Zustand der Flügelblätter von Rotoren gestatten, vornehmlich dienen hierzu Dehnungsmeßstreifen an den Blättern, die die dynamischen, periodischen Verformungen feststellen und diese in geeigneter Weise an eine Meßwerterfassungseinrichtung weiterleiten sowie auch Beschleunigungsmeßgeber, die dies in analoger Weise für die an den Blättern auftretende Beschleunigungen entlang ihrer Umlaufbahn tun.

Sofern ausreichend gesicherte Werte der Festigkeitstheorie für die Blattwerkstoffe und die spezielle Blattkonstruktion zur Verfügung stehen, lassen sich mit diesen Meßwerten Veränderungen erkennen, die auf eine

veränderte Festigkeit der Flügel zurückgeführt werden können und damit auch die Prognose eines festigkeitsmäßig nicht mehr zulässigen Zustandes der Blätter gestatten.

In der praktischen Anwendung ist diesen letzteren Verfahren gemeinsam, daß die Meßwerte drahtlos vom drehenden Flügel auf die Überwachungsstelle übertragen werden müssen. Dies führt zu erhöhten Kosten der Überwachung, die betriebswirtschaftlich nur bei großen Windkraftanlagen gerechtfertigt sind sowie zu den bekannten Problemen, die mit der Kalibrierung und Langzeitstabilität derartiger Meßsysteme für Betriebsführungszwecke verbunden sind.

## Erfindungsgemäße Lösung

Die erfindungsgemäße Lösung der Aufgabe besteht in der Verwendung eines mathematischen Drehschwingungsmodells des rotierenden Systems der Windkraftanlage, dessen charakteristische Schwingungsformen berechnet und mit dem Drehschwingungsverhalten des realen Systems verglichen werden. Mit diesem Vergleich können Veränderungen am realen System wie beispielsweise Änderungen am Massenträgheitsmoment der Flügel durch Eisbesatz, Änderungen der Dämpfungseigenschaften von drehelastischen Dämpfern im System oder Änderungen der Dämpfungs- und Schlupfeigenschaften des Generators im On-line-Betrieb erkannt werden. Ein weiterer Teil der erfindungsgemäßen Lösung besteht darin, daß die gemessenen Schwingungsformen rechenstechnisch gespeichert und auf Änderungstrends ausgewertet werden können. Als ein wesentliches Element dieser Trendbewertung dient ein parallel mit der On-Line-Messung laufender selbstlernender Algorithmus, beispielsweise ein Neuronales Netz, der eine differenzierte Bewertung zwischen Betriebszuständen, die durch veränderte Umweltbedingungen hervorgerufen werden oder systemeigenen Störungen ermöglicht.

Die Lösung wird an einem Beispiel beschrieben. Bild 1 zeigt das rotierende System einer Windkraftanlage mit den für die mathematische Modellierung von Drehschwingungssystemen üblicherweise verwendeten Kurzbezeichnungen.

Am Meßpunkt  $M_1$  wird die Drehzahl  $n_1$  des Rotors mit dem Massenträgheitsmoment  $J_1$ , am Meßpunkt  $M_2$  die Drehzahl  $n_2$  zwischen dem drehelastischen Dämpfer mit dem Massenträgheitsmoment  $J_2$  und dem Dämpfungskennwert  $D_2$  sowie am Meßpunkt  $M_4$  des freien Wellenendes des Generators die Drehzahl  $n_4$  gemessen. In das Schwingungsmodell gehen weiterhin die Massenträgheitsmomente  $J_3$  des Getriebes,  $J_4$  des Generators und ein Dämpfungskennwert  $D_4$  des Generators ein. Der Dämpfungskennwert der Generators wird als abhängige Größe der am Meßpunkt  $M_3$  aufzunehmenden Werte Stromstärke  $I$ , Spannung  $U$  sowie einer Wertegruppe  $f$  für Frequenz und Phasenlage in das Modell eingebracht. Für das Schwingungsverhalten sind weiterhin die Federsteifigkeiten  $C_1$ ,  $C_2$  und  $C_2$  relevant und gehen in das Modell mit ein.

## Patentansprüche

1. Verfahren zur Bestimmung des technischen Zustandes einer Windkraftanlage, **gekennzeichnet dadurch**, daß ein in einem Rechner arbeitendes Modell der Windkraftanlage die theoretischen Werte für Drehzahl und Drehbeschleunigung der

Flügel als Zeitfunktion ihres Umlaufes um die Drehachse liefert und daß diese mit den entsprechenden Meßwerten der Windkraftanlage im Betrieb verglichen werden.

2. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß das Modell das Drehschwingungsverhalten der Windkraftanlage beschreibt und die ungleichmäßige Bewegung der Flügel infolge ihrer Bewegung um eine Drehachse in einem inhomogenen Windfeld die Erregergrößen des Schwingungssystems ergibt und damit dem Schwingungssystem ein charakteristisches Spektrum an Schwingungsformen aufprägt.

3. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß das Schwingungsspektrum zu konstruktiven Merkmalen der Windkraftanlage wie der Flügelzahl und der Zahl der Polpaare des Generators in Beziehung gesetzt wird und die hieraus resultierenden Drehungleichförmigkeiten die Grundlage für die Bewertung des ungestörten und gestörten Betriebs der Windkraftanlage bilden.

4. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß das Modell im laufenden Betrieb der Windkraftanlage arbeitet und den Vergleich mit den gemessenen Werten im Echtzeitbetrieb vornimmt.

5. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß das Modell die Meßwerte so verarbeitet, daß eine Adaption seiner Koeffizienten erfolgt und dadurch Alterungen und Langzeitveränderungen der Windkraftanlage berücksichtigt werden.

6. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet dadurch, daß als Meßwerte die Drehzahl des Blattrotors unabhängig von der Drehzahl des Generators gemessen wird und als weitere unabhängige Meßwertgruppe die elektrischen Werte Spannung, Frequenz und Phasenverlauf des Generators zum Vergleich mit den Modellwerten verwendet werden.

---

Hierzu 1 Seite(n) Zeichnungen

---

40

45

50

55

60

65

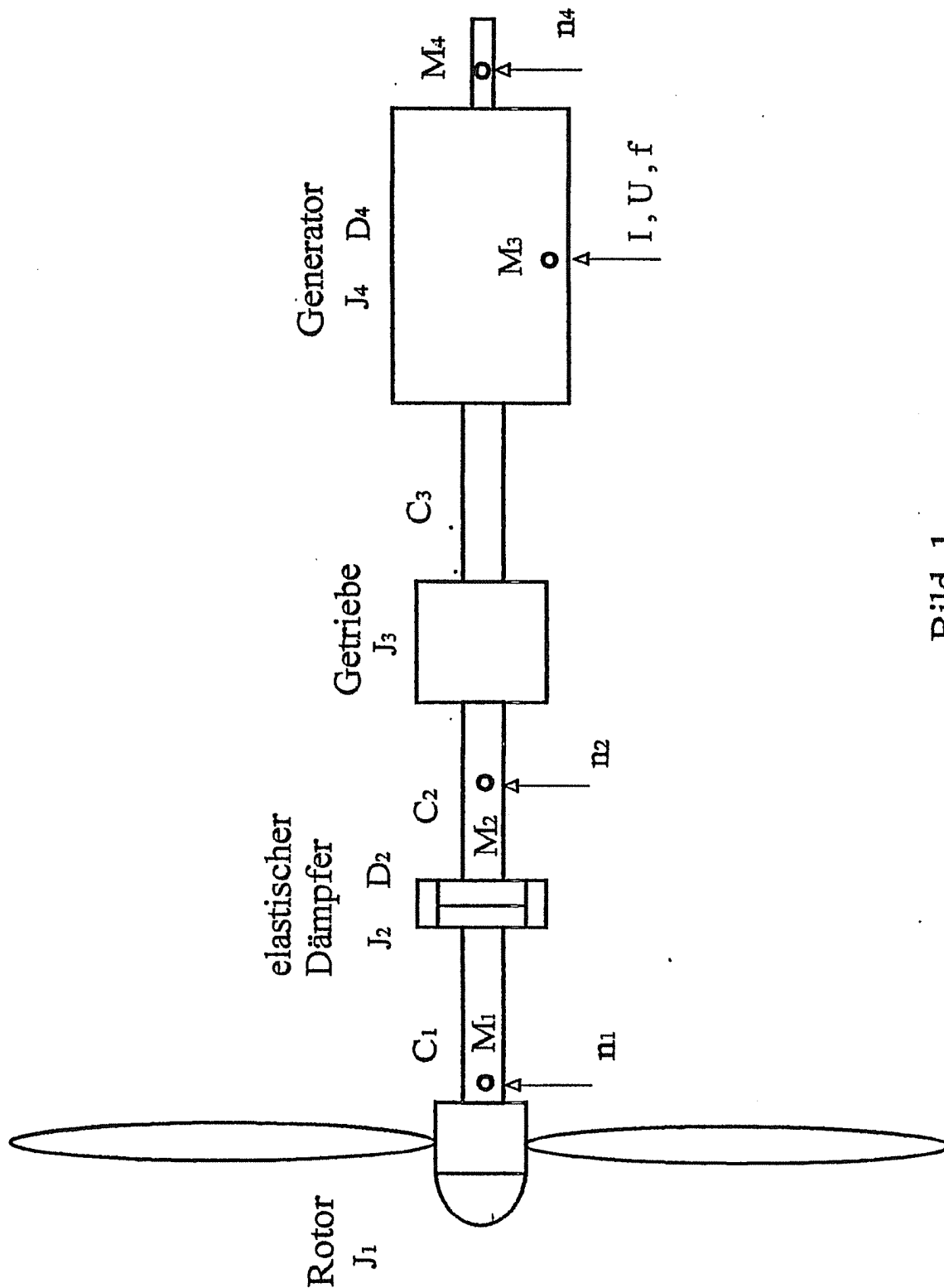


Bild 1